

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2770 метров на газовом месторождении (ХМАО)

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Цауне Николай Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Куликов Петр Васильевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Макимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
Максимова Ю.А
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
З-2БЗБ	Цауне Николай Алексеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2770 метров на газовом месторождении (ХМАО)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении (ХМАО), с ожидаемым притоком $Q = 250$ м ³ /сутки
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>- Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; - Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); - Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); - Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); - Выбор буровой установки. - Многоствольное и многозабойное бурение.</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>1. Общая и геологическая часть</p>	
<p>2. Технологическая часть</p>	
<p>3.</p>	
<p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>5. Социальная ответственность</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>20.03.2018</p>
---	-------------------

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
------------------	------------	-------------------------------	----------------	-------------

Ассистент	Куликов Васильевич	Петр			
-----------	-----------------------	------	--	--	--

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Цауне Николай Алексеевич		

РЕФЕРАТ

Объектом исследования является газовое месторождение ХМАО.

Цель работы – проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 2770 метров на газовом месторождении, находящимся в ХМАО. Исходными данными для проектирования являются материалы, специальная литература и журналы.

В процессе исследования проводился анализ геолого-технического условия бурения вертикальной разведочной скважины

В результате исследования была спроектирована вертикальная разведочная скважина глубиной 2770 метров

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: анализ влияния и подбор бурового раствора для проходки и дальнейшего вскрытия продуктивного пласта, сведя к минимуму риск осложнений во время бурения.

Область применения: региональная направленность

Экономическая эффективность/значимость работы: результаты дипломной работы могут быть использованы предприятиями нефтегазового комплекса ХМАО

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	11
1.1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ	11
1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОНЕФТЕВОДОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПЛОЩАДИ)	20
1.3 Зоны возможных осложнений	21
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	22
2.1 ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ (ТРАЕКТОРИИ) СКВАЖИНЫ.....	22
2.2 ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ.....	22
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	22
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	22
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	24
2.2.3 Выбор интервалов цементирования.....	24
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	27
2.3.УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	28
2.3.1 Выбор способа бурения.....	28
2.4 ВЫБОР ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА.....	29
2.5.1 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент.....	30
2.5.2 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента	31
2.5.3 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	32
2.3.6.Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	33
2.1 ТИП И РЕЦЕПТУРЫ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ ИНТЕРВАЛА ПОД НАПРАВЛЕНИЯ 0-50М	38
2.2 ТИП И РЕЦЕПТУРЫ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ ИНТЕРВАЛА ПОД КОНДУКТОР 50-750М.....	39

2.3 Тип и рецептуры промывочной жидкости для бурения интервала 750-2560м под эксплуатационную колонну до первичного вскрытия продуктивного пласта	42
2.4 Тип и рецептуры промывочной жидкости для бурения интервала 2560-2720м под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия продуктивного пласта	44
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	46
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	50
2.4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН.....	51
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	51
2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок	51
2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений.....	52
2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений	55
2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине	57
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	58
2.4.2.1 Обоснование способа цементирования	58
2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	59
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	59
2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	61
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	62
2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины.....	64
2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта.....	64
2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя	64
2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования	65

2.5 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ	68
3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ - ОБОРУДОВАНИЕ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ ПРИ ОБРЫВЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КАБЕЛЕЙ В СКВАЖИНЕ	70
3.1 ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ	70
3.2 ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ КАБЕЛЬ НА СКВАЖИНЕ	70
3.3 ПРИЧИНЫ ОБРЫВА ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КАБЕЛЯ.....	71
3.4 ОБРЫВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КАБЕЛЕЙ В СКВАЖИНЕ.....	71
3.5 ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ	73
3.6 АЛГОРИТМ ДЕЙСТВИЯ БУРОВОЙ БРИГАДЫ ПРИ ОБРЫВЕ КАБЕЛЯ.....	74
ВЫВОД.....	75
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	78
4.1 КРАТКАЯ ХАРЕКТИРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОК»	78
4.1.1 Основные направления деятельности нефтяной компании «Газпромнефть-Восток»	78
4.1.2 Организационная структура управления предприятием	78
4.2. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОЙ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН...	80
4.3 РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ.....	85
4.4 ЛИНЕЙНЫЙ КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ.....	87
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	91
ВВЕДЕНИЕ.....	91
5.1. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	91
5.2. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	91
5.3. БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ	92
5.4. ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ..	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	95
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	96
ПРИЛОЖЕНИЕ А	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	102
ПРИЛОЖЕНИЕ В	103

ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	135

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире природные ресурсы, и в частности нефть и газ стали неотъемлемой частью жизни человека и мировой экономики. Углеводороды - это энергоносители, без которых невозможна нормальная жизнедеятельность человека, работа большинства отраслей тяжелой и легкой промышленности. Ежегодно, значение нефти неуклонно растет, и это способствует постоянному росту её добычи. К сожалению, запасы не безграничны, в связи с этим наиболее эффективное и рациональное извлечение из пластов углеводородов является ключевой проблемой нефтегазодобычи. Помимо этого, большинство из сохранившихся запасов углеводородного сырья являются трудноизвлекаемыми. Они залегают в районах со сложной геолокацией, слабой продуктивностью, нефть в них зачастую обладает высокой вязкостью, новые месторождения находят вблизи уже существующих населенных пунктов, заповедников, водных источников или даже на арктическом шельфе. В связи с этим, необходимость изыскания технологий, которые будут способствовать повышению роста извлечения углеводородов неуклонно растет и это повышает актуальность данного вопроса. Весьма распространенным в последнее время стало использование технологии многоствольного бурения, и в частности многозабойных скважин. Грамотно исполненная многоствольная скважина с успехом может заменить некоторое количество «традиционных» скважин, не только за счет более эффективной добычи ресурсов, но и за счет снижения экономических и временных затрат на её сооружение. Помимо этого, появление и планомерное развитие новых технологий будет обеспечивать в разы более эффективную разработку месторождений в целом.

1 Геолого-технические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Таблица 1 – Проектный стратиграфический разрез

Глубина залегания, м		Стратиграфическое деление разреза.		Коэффициент кавернозности
от	до	Название	Индекс	
0	40	четвертичные отложения.	Q	1,3
40	90	журавская свита.	P _{2/3}	1,3
90	195	новомихайловская свита.	P _{2/3}	1,3
195	255	атлымская свита.	P _{1/3}	1,3
255	470	чеганская свита.	P _{1/3} – P _{3/2}	1,3
470	690	люлинворская свита.	P _{2/2}	1,3
690	820	талицкая свита.	P ₁	1,25
820	990	ганькинская свита.	K ₂	1,25
990	1100	берёзовская свита.	K ₂	1,25
1100	1130	кузнецовская свита.	K ₂	1,25
1130	1550	уватская свита.	K ₂	1,25
1550	1740	ханты-мансийская свита.	K ₁	1,25
1740	2015	викуловская свита.	K ₁	1,25
2015	2080	кошайская свита.	K ₁	1,25
2080	2770	фроловская свита	K ₁	1,25

Литологическая характеристика разреза скважины представлена, в основном, глинами, алевролитами, песчаниками. Строение геологического разреза Крапивинского месторождения типично для нефтегазовых месторождений Томской области. Продуктивный горизонт – сангопайская свита выражена переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глинами темно-серыми, местами битуминозными. Литологический состав горных пород представлен в таблице 4.

Таблица 2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического разреза	интервал, м		Горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	40	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
P _{2/3}	40	90	Пески, глины	Глины зеленовато-серые с прослоями песков и бурых углей
P _{2/3}	90	195	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые мелко- зернистые с прослоями бурых углей
P _{1/3}	195	255	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P _{1/3} – P _{3/2}	255	470	Глины	Глины светло-зелёные, алевритистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P _{3/2} - P _{1/2}	470	690	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опоковидные, в середине

				диатомовые, опоки серые
--	--	--	--	----------------------------

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
P ₁	690	820	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевритистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита
K ₂	820	990	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные
K ₂	990	1100	Глины, алевролиты	Глины серые, тёмно- серые опокovidные, алевритистые с прослоями алевролита и растительными остатками
K ₂	1100	1130	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевритистые
K ₂ – K ₁	1130	1550	Пески, песчаники, алевролиты, , глины	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов, песчаников с глинами зелено- серыми

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
K1	1550	1740	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.
K1	1740	2015	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало-зернистые с прослоями аргиллитов тёмно-серых
K1	2015	2080	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты тёмно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками
K1	2080	2800	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины тёмно-серые, местами битуминозные.
K2 – K1	1130	1550	Пески, песчаники, алевролиты,	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов с глинами. Песчаники и алевролиты серые

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
			аргиллиты, глины	мелко-зернистые, глины тёмно-серые.
K1	1550	1740	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно- серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.
K1	1740	2015	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало-зернистые с прослоями аргиллитов темно-серых
K1	2015	2200	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало- зернистых, глины с растительными остатками
K1	2200	2650	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.

Физико-механические свойства пород Крапивинского месторождения типичны для месторождений Томской области. Продуктивный пласт в интервале 2660-2720 метров представлен песчаником, плотностью 2170 кг/м³, проницаемостью 0,051 м Дарси, пористостью 19%, глинистостью 14,5%. В соответствии с данными таблицы коллектор низкопроницаемый и это следует учесть при выборе конструкции эксплуатационного забоя.

Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу представлен в таблице 3.

Таблица 3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс Страти графич еского подраз делени я	Интервал, м		Краткое Название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм ²	Твердость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность (класс)	Категория породы по промысловой классификации
	от (верх)	до (низ)											
P ^{1/3}	0	255	пески,	1,9	35	0,6	7	1-2	12	-	1,1-4,5	I-II	K ₁ (AC ₁₂)
			глины,	1,8	6	0,001	90	1-2	15	-	-	II	
			алеврол.	1,8	10	0,05	13	4	21-164	24-182	1,6-4,3	I-IV	
			M										
P ^{1/3} - K ₂	255	113 0	глины, опоки	1,8 1,5	5 4	0,001 0,01	90 50	1-2 -	15 25	- 41	1,1-4,5 6	II II	MC

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K ₂ - K ₁	1130	201 5	пески, песчан., глины, алеврол.	1,9 2,1 1,9 2,0	35 30 5 12	0,5 0,3 0,001 0,05	7 5 90 13	1-2 1-2 1-2 4	12 9-213 15 21-164	- 14-234 - 29-182	1,1-4,5 -“- -“- 1,6-4,3	I-II III-VIII II I-IV	МС, С
K ₁	2015	266 0	аргилл., песчан., алеврол.	2,6 2,2 2,0	4 23 10	0,01 0,3 0,03	10 0 5 13	1-3 1-2 3-5	36-182 9-213 21-164	44-210 14-234 29-182	1,8-4,2 1,1-4,5 1,6-4,3	I-III III-VIII I-IV	С

Прогноз давлений и температур по разрезу скважины представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс Стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м		Градиент						Температу ра в конце интервала, град. С	Источни к получен ия
	от	до	Пластового давления		Гидроразрыва пород		Горного давления			
	(верх)	(низ)	величи на кгс/см ² на м	Источни к получен ия	величин а кгс/см ² на м	Источни к получен ия	величин а кгс/см ² на м	Источни к получен ия		
Q - P _{2/2}	0	690	0,100	РФЗ	0,200	расчет	0,22	расчет	23	РФЗ
P _{2/2} - K ₂	690	1130	0,100	РФЗ	0,200	расчет	0,22	расчет	38	РФЗ
K ₂ - K ₁	1130	2015	0,100	РФЗ	0,170	расчет	0,22	расчет	68	РФЗ
K ₁	2015	2400	0,100	РФЗ	0,165	расчет	0,22	расчет	81	РФЗ
K ₁	2400	2480	0,100	РФЗ	0,165	расчет	0,23	расчет	84	РФЗ
K ₁	2480	2660	0,100	РФЗ	0,160	расчет	0,23	расчет	90	РФЗ
K ₁	2660	2770	0,100	РФЗ	0,160	расчет	0,23	расчет	94	РФЗ

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 94.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Первый водоносный комплекс мощностью 255 метров охватывает отложения палеогенового и четвертичного возраста. Содержание комплекса характеризуется пресными и слабо минерализованными водами. Свободный дебит 100-150 м³/сут.

Второй водоносный комплекс мощностью 885 м представлен песками и алевритами Сеноманский комплекс. Свободный дебит 2000-2500 м³/сут.

Третий водоносный комплекс, толщиной 755 метров представлен песками, песчаниками, алевритами, аргиллитами и глинами. Свободный дебит до 50 м³/сут.

Четвертый водоносный комплекс, толщиной 5 метров дебитом до 100м³/сут.

Воды комплекса используются для питьевого водоснабжения и технологических нужд при строительстве скважины.

Водоносность по разрезу скважины представлена в таблице 5 .

Таблица 5 - Водоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут.
от	до			
0	255	поровый	1,009	100-150
1130	2015	поровый	1,011	2000-2500
2015	2770	поровый	1,01	50
2730	2735	поровый	1,01	100

Нефтеносность по разрезу скважины представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Нефтеносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
от	до				
2660	2720	поровый	0,863	250	66

1.3 Зоны возможных осложнений

Осложнения, являются типичными для данных горных пород. На борьбу с ними уходит достаточно большое количество времени. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

В таблице 7 представлены возможные осложнения и их характеристика.

Таблица 7 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	690	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
690	2015		слабые
2015	2080		интенсивные
1130	2015	Нефтеводопроявления	вода, $\rho = 1,01$ г/см ³
2470	2490		нефть, $\rho = 0,796$ г/см ³
2660	2720		нефть, $\rho = 0,775$ г/см ³
2730	2735		вода, $\rho = 1,01$ г/см ³
0	690	Прихватоопасные зоны	
1130	1550		
1550	2770		
0	690	Поглощение бурового раствора	Максимальная интенсивность поглощения до 5,0 м ³ / час

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементированья;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями..

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

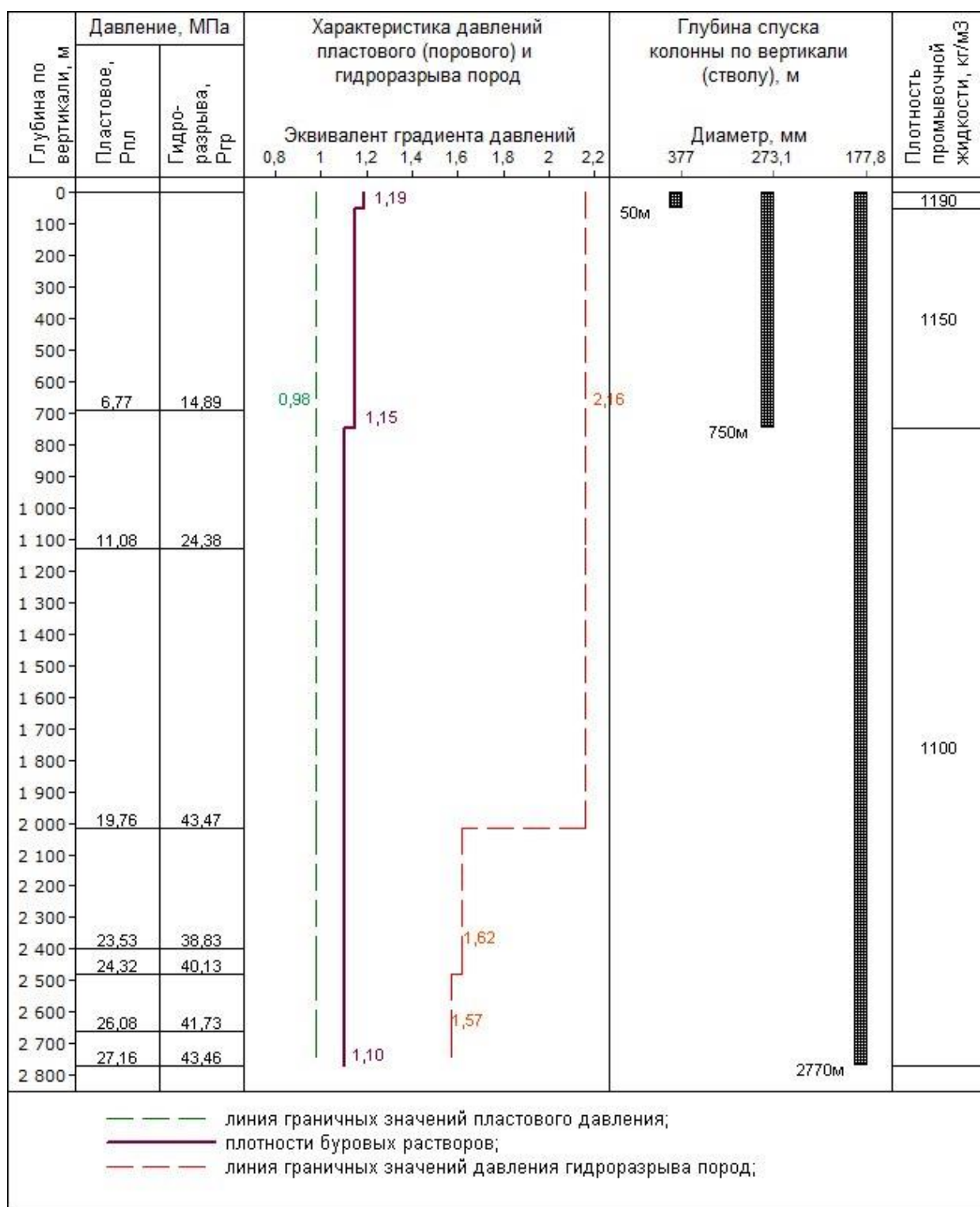


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направления: глубина спуска 50м. (Четвертичное отложение 10м, величина перекрытия составляет 40м).
2. Кондуктор: глубина спуска 750м. (Кузнецовская свита, величина перекрытия составляет 50м).
3. Эксплуатационная колонна: глубина спуска 2770м. (Вскрытие продуктивного пласта, бурение интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 25м).

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	50	50
Кондуктор	750	750
Эксплуатационная колонна	2770	2770

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление: интервал цементирования 0-50м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0-750м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 600-2770м. (Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150м для нефтяной скважины).

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх.

1. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк н}$, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q=250\text{м}^3/\text{сутки}$:

$$D_{эк н} = 177,8\text{мм};$$

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота $D_{эк д расч}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_{эк д расч} \geq D_{эк м} + \Delta \quad (1)$$

где, $D_{эк м} = 194.5\text{мм}$, наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 25\text{мм}$, разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$$D_{эк д расч} = 219.5\text{мм},$$

Выбираем долото шаршечное, диаметр долота $D_{эк д} = 222.3\text{мм}$.

2. Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{квн}$ определяется по формуле:

$$D_{квн} = D_{эк д} + 10\text{мм}, \quad (2)$$

$$D_{квн} = 258.9\text{мм};$$

$$D_{к н} = 298,5\text{мм};$$

Расчетный диаметр долота $D_{к д расч} = D_{к м} + \Delta = 298,5 + 35 = 333,5\text{мм}$,

Выбираем долото шарошечное, диаметр долота $D_{к д} = 349,2\text{мм}$.

3. Диаметр направления выбирается из условия проходимости долота для бурения под кондуктор внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра направления $D_{квн}$ определяется по формуле:

$$D_{нвн} = D_{к д} + 10\text{мм}, \quad (3)$$

$$D_{нвн} = 359,2\text{мм};$$

$$D_{н н} = 402\text{мм};$$

$$\text{Расчетный диаметр долота } D_{н драсч} = D_{н м} + \Delta = 402 + 39 = 441\text{мм},$$

Выбираем долото шарошечное, диаметр долота $D_{н д} = 444.5\text{мм}$.

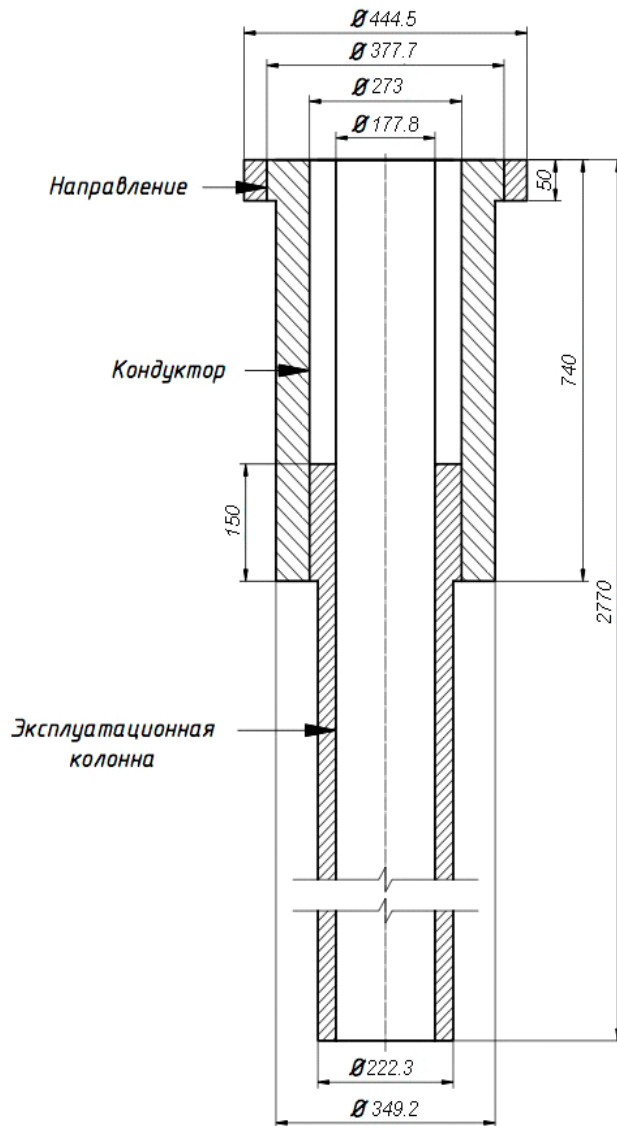


Рисунок 1 - Конструкция скважины

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	50	0	50	377	444.5
Кондуктор	0	750	0	750	273,1	349.2
Эксплуатационная колонна	0	2770	600	2770	177,8	222.3

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовибросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (4)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ_n – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{му} = 10 \text{ Мпа},$$

Устанавливаем ОКК1-35-178х273, ОП5-230/80х35.

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-35-178х273**.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент $\Delta p_{пл} = 0,102$ МПа/10 м: **ОП5-230/80х35**

2.3. Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-750	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
750-2770	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

2.4 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервалов бурения под направление-кондуктор и PC для интервала бурения под эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-750	750-2770
Шифр долота		GRD111-444.5	GRDP625-349,2	FD616SM-222.3
Тип долота		RC	RC	RC
Диаметр долота, мм		444,5	393,7	222,3
Тип горных пород		М	М, М-С	С, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-177	3-152
	API	7-5/8" Reg	7-5/8" Reg	6-5/8" Reg
Длина, м		0,4	0,29	0,25
Масса, кг		320	180	63,5
G, тс	Рекомендуемая	10.4	21	0,9
	Предельная	31	38	13
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	40-300	60-350
	Предельная	600	300	350

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 444.5 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется шарошечное долото диаметром 349,2 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото шарошечное диаметром 222,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использовании PDC долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с Шарошечным, требуемая проходка обеспечена не будет.

2.5.1 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.
3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Таблица 15 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-750	750-2770
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	2500	5000	25000
$D_d, \text{см}$	50,8	39,37	24,3
η	1	1	-
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	-
$q, \text{кН/мм}$	0,3	0,3	0,15
$G_{пред}, \text{кН}$	310	370	127
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	9,5	14,7	56,4
$G_2, \text{кН}$	101,6	118,1	36,4
$G_3, \text{кН}$	248	298	101,9
$G_{проект}, \text{кН}$	230-250	280-300	90-110

2.5.2 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-750	750-2770
Исходные данные				
V _л , м/с		3,4	2,0	2,0
D _д	м	0,444	0,349	0,222
	мм	444,5	349,2	222,3
τ, мс		6	7	-
z		34	30	-
α		0,9	0,7	-
Результаты проектирования				

Продолжение таблицы 16

n_1 , об/мин	127	97	157
n_2 , об/мин	270	185	-
n_3 , об/мин	818	681	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин	130-150	100-120	160-180

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

2.5.3 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Таблица 17 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-750	750-2770
Исходные данные				
D_d	м	-	-	0,243
	мм	-	-	243,0
G_{oc} , кН		-	-	90
Q , Н*м/кН		-	-	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		-	-	194,4-218,7
M_p , Н*м		-	-	2880
M_o , Н*м		-	-	121,5
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	-	30,6

Для интервала бурения 750-2770м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-195М.9/10.42, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения твердых горных пород.

Таблица 18 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-195М.9/10.42	750-2770	195	7290	1337	25-35	108-150	13,0	172

2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в таблицах 16-19.

Таблица 16 – КНБК для бурения секции под направления (0-50м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-50м)							
1	444,5 М-ГВ- R-130	0,40	444,5	-			0.26
					3-171	Ниппель	
2	Переводник М147хН171	0,50	203	100	3-171	Муфта	1.235
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТС1-229	12	229	90	3-171	Ниппель	4.515
					3-171	Муфта	
4	Переводник М147хН171	0,52	178	101	3-171	Ниппель	5.511
					3-147	Муфта	
5	УБТ УБТ 178х80 Д	12	178	80	3-147	Ниппель	7.381
					3-147	Муфта	
6	Переводник П 3-147/133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	9.251
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	11,021
					3-133	Муфта	

Таблица 17 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-750м)

№	Типоразмер, шифр	Длин а, м	Наруж. диаметр , мм	Внут. диаметр , мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Типсоединен ия(верх)	
1	Долото GRDP 625- 349.2	0,29	349,2	-			0,18
					3-177	Ниппель	
2	Калибратор К 393,7 МСН152\М177	1,0	349.2	70	3-152	Муфта	0,43
					3-177	Ниппель	
3	ВЗД Д1-240	6.98	240	-	3-152	Муфта	2.09
					3-152	Муфта	0
4	Клапан обратный КО- 240	0,77	220	67	3-152	Ниппель	2.20
					3-152	Муфта	
6	УБТ УБТ 209,5х76,2 Д	12	209,5	76,2	3-152	Ниппель	5,00
					3-152	Муфта	
7	Переводник П 3-152/147	0,54	178	89	3-152	Ниппель	5.09
					3-147	Муфта	8
8	УБТ УБТ178\80	48	178	80	3-147	Ниппель	12.5
					3-147	Муфта	88
9	Переводник П 3-147\133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	12.6
					3-133	Муфта	33
10	БТ ТБВК 127х10	678	127	107	3-133	Ниппель	34.3
					3-133	Муфта	93

Таблица 18 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (750-2770м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (750-2770м)							
1	Долото 222,3 М- ГҮҮ-R-138	0,3	188,9	-			0.037
					3-152	Ниппель	
2	Двигатель ДР-195	7,9	195	-	3-152	Ниппель	1.43
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КО-195	0,51	195	89	3-147	Ниппель	1.48
					3-147	Муфта	
4	УБТ УБТ 178x80 Д	74	178	89	3-147	Ниппель	13.027
					3-147	Муфта	
5	Переводник П 3-147/133	0,50	178	89	3-147	Ниппель	13.106
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	99.366
					3-133	Муфта	

Таблица 19 – КНБК для отбора керна (2660-2770м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диаметр , мм	Внут. диаметр , мм	Резьб а (низ)	Тип соединени я (низ)	Сум.вес , т
					Резьб а (верх)	Тип соединени я (верх)	
Отбор керна (2660-2720м)							
1	Бурголовка 222,3 М-ГҮҮ- R-138	0,3	188,9	-			0.045
					3-152	Муфта	
2	Кернотборны й снаряд СК-178/100	18	178	100	3-152	Ниппель	2.31
					3-147	Муфта	
3	УБТ УБТ 178x80 Д	12	178	80	3-147	Ниппель	3.8
					3-147	Муфта	
4	Переводник П 3-133/147	0,5	172	89	3-147	Ниппель	3.89
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	90,7
					3-133	Ниппель	

2.1 Тип и рецептуры промывочной жидкости для бурения интервала под направления 0-50м

Бурение интервала 0 – 50м под направления производится **бентонитовым буровым раствором** с достаточной вязкостью и умеренной водоотдачей, т.к. верхняя часть разреза скважины представлена слабосцементированными песками и глинами. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбурываемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	Регулирование щелочности среды	1,2
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	280

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблица 21.

Таблица 21 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,19
Условная вязкость, с	40
Содержание песка, %	< 2

2.2 Тип и рецептуры промывочной жидкости для бурения интервала под кондуктор 50-750м

Для бурения интервала 50-750м под кондуктор рекомендуется использовать полимерглинистый буровой раствор на водной основе.

Полимерглинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Компонентный состав полимерглинистого раствора представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Компонентный состав полимерглинистого раствора для бурения интервала 0-750м под кондуктор

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Плотность, г/см ³			1,15
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,5
Глинопопروشок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	40
Барит	Утяжелители	Регулирование плотности	130

Продолжение таблицы 22

Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0.5
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5
Кальматант К-3	Реагент-диэлектрик	для борьбы с поглощениями	50
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1

Данные растворы после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 23.

Таблица 23 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,15
Условная вязкость, с	35
Пластическая вязкость, сПз	18
ДНС, дПа	80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	10
рН	9
Содержание песка, %	< 1,5

2.3 Тип и рецептуры промывочной жидкости для бурения интервала 750-2560м под эксплуатационную колонну до первичного вскрытия продуктивного пласта

Для бурения интервала 750-2560м под эксплуатационную колонну, до первичного вскрытия продуктивного пласта за 100м, предлагается использовать переведенный объем полимерглинистого бурового раствора, используемого для бурения интервала под кондуктор, разбавленного водой до необходимой плотности и обработанного реагентами для выравнивания реологических параметров, плюс необходимый объем свежеприготовленного бурового раствора.

Компонентный состав полимерглинистого раствора для бурения интервала 750-2560м под эксплуатационную колонну, до первичного вскрытия продуктивного пласта представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Компонентный состав полимерглинистого раствора для бурения интервала 750-2560м

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Плотность, г/см ³			1,10
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,4
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	35
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и	0.5

		реологических свойств	
--	--	--------------------------	--

Продолжение таблицы 24

ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1
Смазка	Смазочные материалы	Снижение коэффициента трения в скважине	0,18
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	1

Данные растворы после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 25.

Таблица 25 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,10
Условная вязкость, с	30
Пластическая вязкость, сПз	16
ДНС, дПа	70
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	10
рН	9
Содержание песка, %	< 1,5

2.4 Тип и рецептуры промывочной жидкости для бурения интервала 2560-2720м под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия продуктивного пласта

Для бурения интервала 2560-2720 под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия предлагается использовать биополимерный буровой раствор, для минимизации вредного воздействия на продуктивный горизонт.

KCL/полимерный (биополимерный) раствор предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимый карбонат кальция, он прекрасно подходит для бурения в интервале продуктивного пласта.

Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора представлен в таблице - 26.

Таблица 26 – Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,4
Ксантановая камедь	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,6
KCL	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	50
Крахмал	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	18

Продолжение таблицы 26

Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	4
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	22
Карбонат кальция 5 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	15
Карбонат кальция 50 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	25
Карбонат кальция 150 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	12
Бактерицид	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,5
Пеногаситель	Пеногасители	Предотвращение пенообразования	0,5

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 27

Таблица 27 – Технологические свойства KCL/полимерного (биополимерного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,10
Условная вязкость, с	50
Пластическая вязкость, сПз	15
ДНС, дПа	100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	10
Содержание песка, %	< 0,5

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической программы промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

- Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах 28-30.

Таблица 28 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в от- крытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения , м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0.30	0.036	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	10	118	5.55
Под кондуктор									
50	750	БУРЕНИЕ	0.32	0.036	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	114.6	2.82
Под эксплуатационную колонну									
750	2770	БУРЕНИЕ	0.84	0.078	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9	95.01	4.01
Отбор керна									

2660	2720	Отбор керна	1	0.065	ПЕРИФЕРИЙНА Я	6	9	80.20	2.89
------	------	----------------	---	-------	------------------	---	---	-------	------

-

Таблица 29 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид техно- логическо й операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарн ая производ и- тельность насо- сов в интер- вале, л/с
					КП Д	Диаметр цилиндров ых втулок, мм	Допустим ое давление, кгс/см ²	Коэффицие нт наполнения	Число двойны х ходов в мин.	Производ и- тельность , л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ- 950	2	100	160	245	1	125	28	56
50	750	БУРЕНИЕ	УНБТ- 950	1	100	160	245	1	120	35	35

750	277 0	БУРЕНИЕ	УНБТ- 950	1	100	160	245	1	105	30	30
2660	272 0	Отбор керна	УНБТ- 950	1	100	140	220	1	125	30	30

Таблица 30 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	115.3	99,3	0	6,0	0.1	10
50	750	БУРЕНИЕ	145	89.2	24.8	19.8	1.1	10
750	2770	БУРЕНИЕ	150.6	58.7	27.7	45.9	8.3	10
2660	2720	Отбор керна	102.3	41.8	0	42.6	8	10

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 2515-2650м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна.

Интервал отбора керна 2660-2720м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения двух планируемых интервалов. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен твердыми горными породами.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Таблица 31 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ212,7	212,9	100	3-161	24

Таблица 32 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
УКР-172/100 «кембери	172	14 (2)	10	14315	3-171	3-133	1480

Таблица 33 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип кернотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2515-2650	К 212,7/80 М»	2-5	60-120	18-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

В качестве продавочной жидкости могут использоваться буровой раствор, на котором вскрывали продуктивный пласт, соленой раствор, на котором будет производиться вторичное вскрытие пласта.

Для расчетов применяем техническую воду $\rho_{prod} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Плотность нефти $\rho_n = 863 \text{ кг/м}^3$.

Плотность буферной жидкости $\rho_{буф} = 1050 \text{ кг/м}^3$. (Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000.)

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}=1800\text{кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ об\ л}=1400\text{кг/м}^3$.

Глубина эксплуатационной колонны $H=2750\text{м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1=600\text{м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2=140\text{м}$, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана $h_{см}=10\text{м}$.

2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (5)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 3 и 4

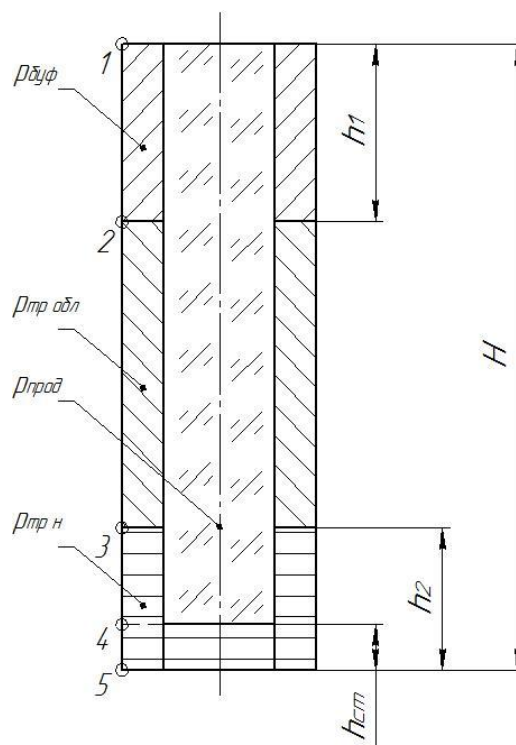


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

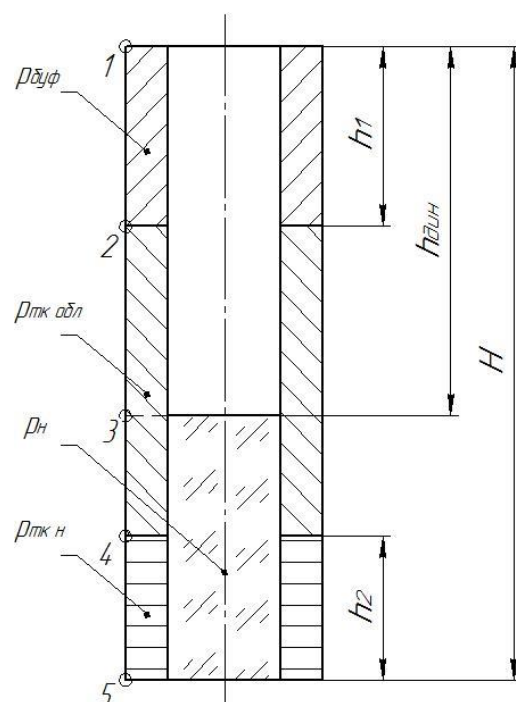


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 34 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 5.

Таблица 34 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа
1	0	0	1	0	0
2	600	0.29	2	600	6.3
3	2610	8.18	3	2400	31.5
4	2740	9.20	4	2610	32.62
5	2860	9.20	5	2750	33.31

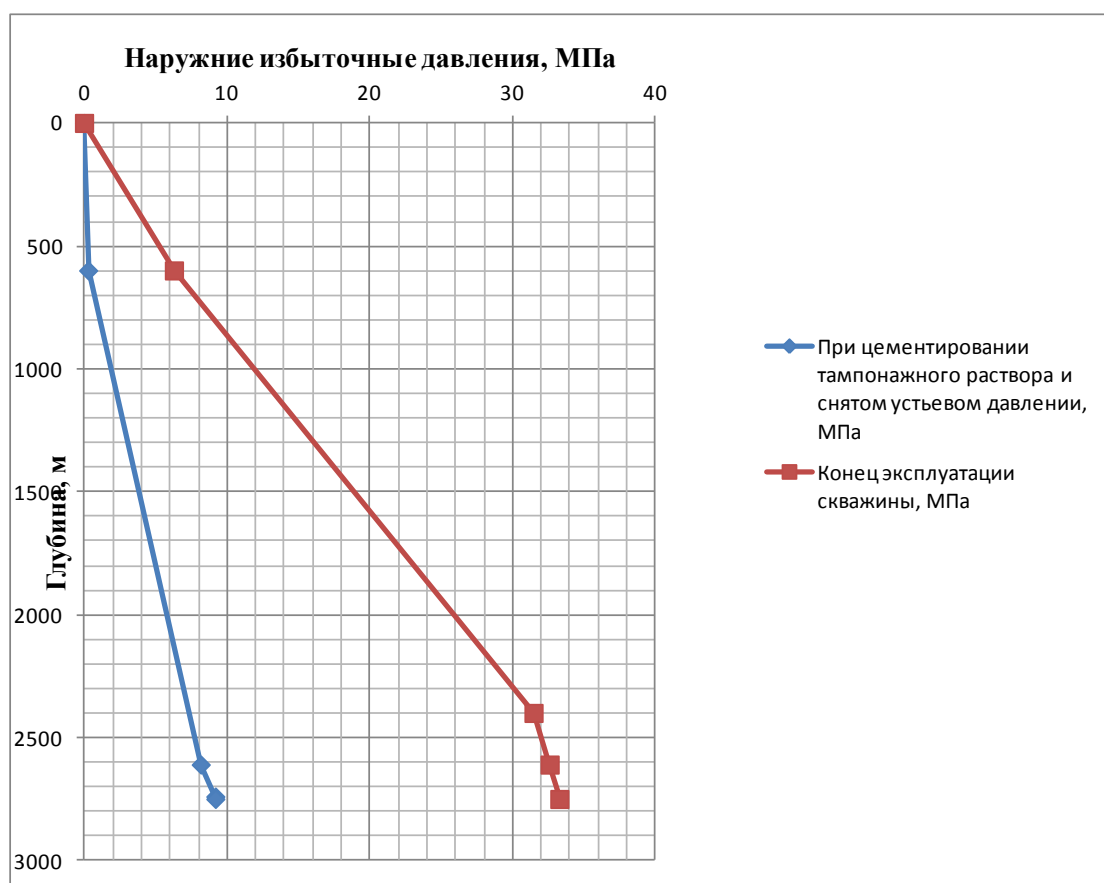


Рисунок 5 - Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (6)$$

где $P_{в}$ – внутреннее давление, МПа;

$P_{н}$ – наружное давление, МПа.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 6.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 7.

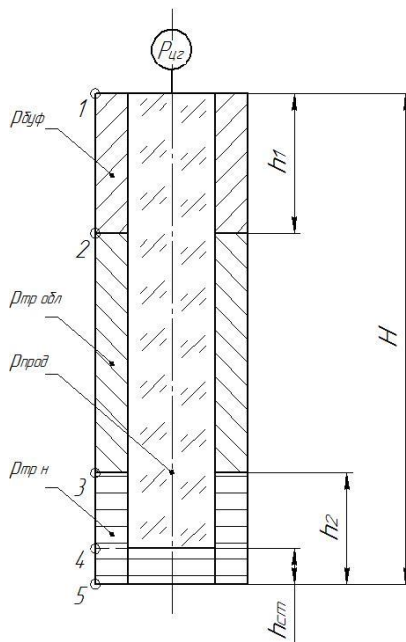


Рисунок 6 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

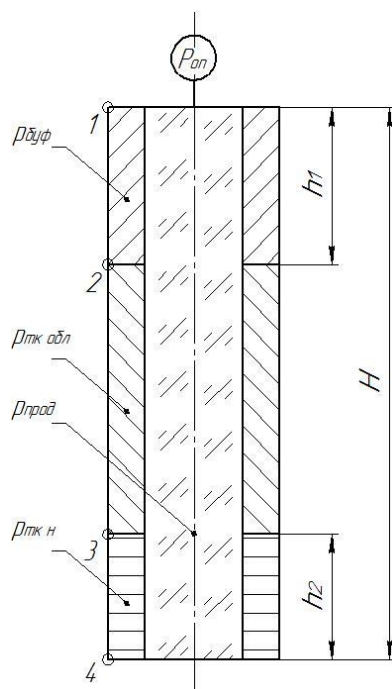


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 35 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 8.

Таблица 35 - Данные расчета внешних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ точки	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа
1	0	18.502	1	0	9.5
2	600	18.202	2	600	8.85
3	2610	10.162	3	2610	8.195
4	2740	9.1218	4	2740	7.705
5	2750	9.1218			

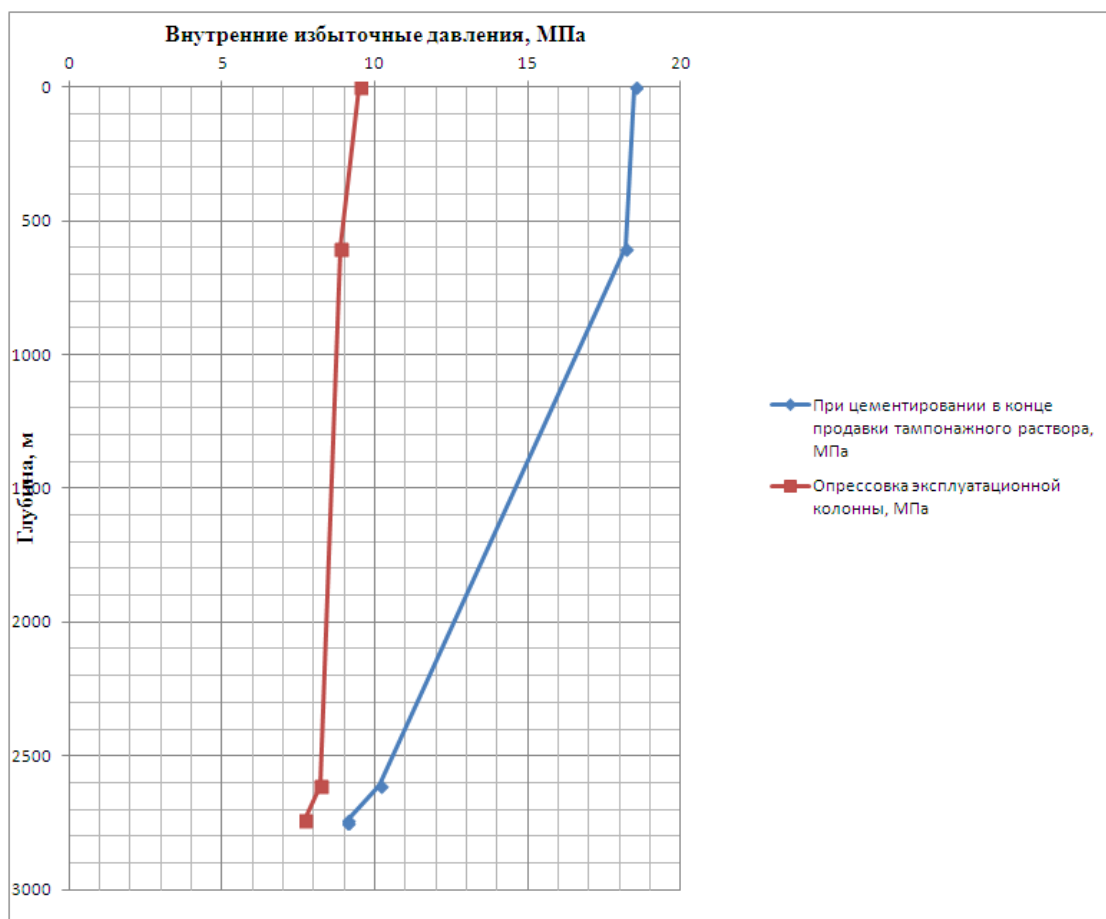


Рисунок 8 - Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для газовых скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТГ.

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 36.

Таблица 36 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммар- ный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	12.7	140	0.471	6728	6728	2610-2750
2	Д	11.5	180	0.471	8651	15326	2430-2610
3	Д	10.4	430	0.428	18779	35559	2000-2430
4	Д	9.2	2000	0.383	78163	11267	0-2000

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементированной эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементированной колонны

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гп}, \quad (7)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гп}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Согласно геологическим данным $P_{гп} = 48.26$ МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{эк\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\ д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк\ н})} \quad (8)$$

$$P_{гд\ кп} = 1.36 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2) \quad (9)$$

$$P_{гс\ кп} = 30.69 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле 7:

$$32.05 \text{ МПа} \leq 47.3 \text{ МПа,}$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Объем буферной и продавочной жидкости.

Наименование жидкости		Расчётный объём, м3
Объем буферной жидкости		20,7
Объём тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	49,05
	Тампонажный раствор нормальной плотности	3,35
Объём продавочной жидкости		52,9

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 38.

Таблица 38 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимено-вание жидкости	Объем жид- кости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приго- товления жидкости, м ³	Наимено- вание компо- нента	Масса компо- нентов, кг / коли- чества мешков, шт	Наимено- вание цемента	Масса цемента, т / количе- ства мешков, шт
Буферная	4.14	1050	20.7	МБП-СМ	289.8 / 12	-	-
	16.56			МБП-МВ	248.4 / 10	-	-
Облегченный тампонажный раствор	49.05	1400	42.08	НТФ	20.3 / 1	ПЦТ-III- Об(4)-100	32.47 / 33
Тампонажный раствор нормальной плотности	2.8	1800	3.62	НТФ	1.14 / 1	ПЦТ-II-100	2.8 / 3

2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0.8, \quad (10)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 18.5 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 25.35 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320 (технические характеристики насоса 9Т приведены в табл. 39).

Таблица 39 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр штулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_{б}, \quad (11)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 2$ машины типа УС6-30Н(У); с дозагрузкой.

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 2 машины ЦА -320.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 9.

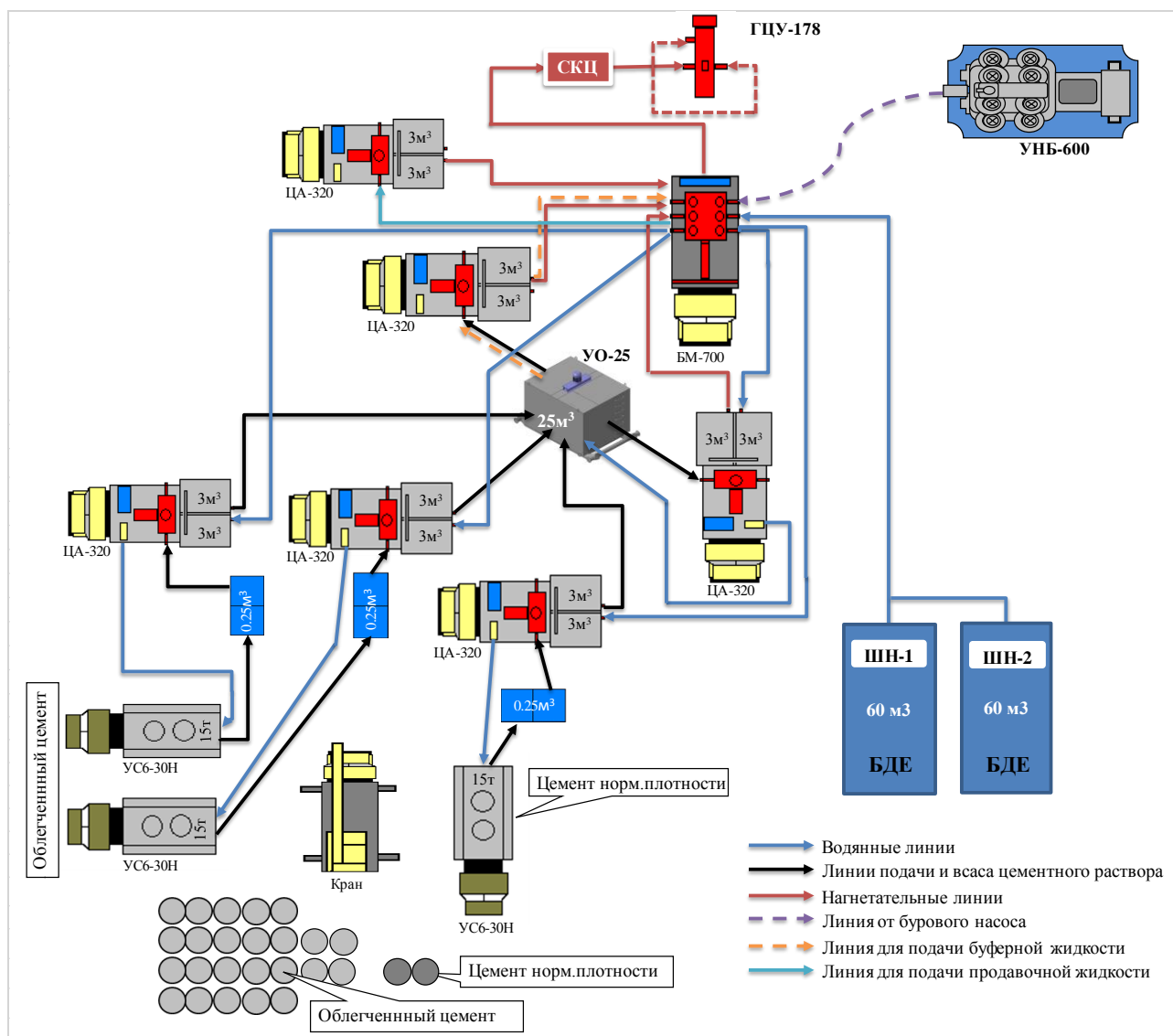


Рисунок 9 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 40.

Таблица 40 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементирующая головка
Направление, D _{усл} =377мм	БКМ-377 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D _{усл} =273,1мм	БКМ-273 ОТТМ	ЦКОДМ -273 ОТТМ	ПРП-Ц -273	ЦЦ-278(15)	ГЦУ-273 ГЦУ-273 А
Экспл. колонна, D _{усл} =177,8мм	БКМ-178 ОТТМ	ЦКОДМ-178 ОТТМ	ПРП-Ц -178	ЦЦ-178(55)	ГЦУ-178 178А

2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован **кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 60м (гл.2660-2720м).**

. Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором КПТ-114 потребуется шесть спуско-подъемной операции перфорационного комплекса в составе из 1 секций (10м).

2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный КИИ 3-95 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Состав комплекса:

1. Испытатель пластов гидравлический ИПГ-95У
2. Приставка многоцикловая ПМ-95М
3. Пакер цилиндрический ПЦ1-95
4. Ясс гидравлический закрытого типа ЯГЗ-95
5. Якорь ЯК-110/135 (ЯК-132/168, ЯК-140/178)
6. Замок аварийный ЗА-95
7. Фильтр Ф1-95
8. Клапан циркуляционный комбинированный КЦК-95
9. Патрубок приборный ПП-95
10. Башмак Б-95

2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.

Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице 41.

Таблица 41 - Состав комплекса и технические характеристики

Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Лубрикатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты	

Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Кран шаровый КШН-73х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80х21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубок-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80	
Затвор шаровый ЗШ1 78х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78

Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80	
Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры	
Рабочее давление, МПа	21

Скважинное оборудование для свабирования КС-62

Состав оборудования свабирования и технические характеристики представлены в таблице 42.

Таблица 42 - Состав оборудования свабирования и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55

Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм	
Диаметр наружный, мм	57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба	
Диаметр наружный манжеты, мм	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (12)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (13)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (14)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{max}, \quad (15)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k=1,3$);

Q_{\max} – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки предствалены в таблице 42.

Таблица 43 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	61,80	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	3,23
Максимальный вес обсадной колонны	65,60	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	3,04
веса колонны при ликвидации прихвата	85,28	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	2,31

3 Специальная часть - Оборудование ловильных работ при обрыве геофизических кабелей в скважине

3.1 Ловильные работы

Это операции по ликвидации ряда аварий в нефтяных и газовых скважинах. совокупность операций, необходимых для освобождения ствола скважины от посторонних предметов до возобновления в нем операций. Так в скважину могут упасть геофизический кабель, то кабель может упасть на забой скважины, и тогда приходится вылавливать и кабель. В скважину также могут уронить по недосмотру что угодно, например, ключ, который застревает поперек скважины, что не дает возможности производить спуско-подъемные операции. Все это необходимо вылавливать.

3.2 Геофизический кабель на скважине

Геофизические исследования в скважинах служат для изучения геологических разрезов скважин, выявления и промышленной оценки полезных ископаемых, изучения технического состояния скважин и контроля процесса разработки нефтяных и газовых месторождений. С помощью геофизического оборудования в скважинах проводят сложные работы, связанные с испытанием и вскрытием продуктивного пласта, отбором грунтов и проб пластовых флюидов, ликвидацией аварий бурильного инструмента. Геофизические исследования в скважинах проводятся с помощью специальных установок, которые включают наземную и глубинную аппаратуру, соединенную между собой каналом связи-- геофизическим кабелем, а также спуско-подъемный механизм, обеспечивающий перемещение глубинных приборов по стволу скважины.

Эти установки называют автоматическими каротажными станциями. Спуск и подъем скважинных приборов осуществляются с помощью подъемника, кабеля, подвесного и направляющего роликов, устанавливаемых на устье скважины. В зависимости от типа и длины кабеля применяют подъемники с

лебедками разных размеров и конструкций (ПК-2, ПК-4, ПК-С). Подъемник представляет собой самоходную установку, смонтированную в специальном металлическом кузове на шасси. Спуск и подъем кабеля происходят при помощи лебедки типа ЛКПМ. Для подсоединения измерительной цепи лаборатории к жилам кабеля на лебедке устанавливается коллектор (рис.2)

3.3 Причины обрыва геофизического кабеля

Аварии при геофизических исследованиях скважинах

Характерные аварии

- Обрыв геофизических приборов, грузов.
- Обрыв кабеля.
- Прихваты приборов, кабеля.
- Перехлест кабеля при спуске.

Причины аварий

- Неподготовленность скважины.
- Обвалы стенок скважины.
- При подъеме затаскивание прибора в блок – балаж с последующим обрывом кабеля.
- Отсутствие меток на кабеле.
- Отсутствие указателя натяжения каротажного кабеля.
- Неисправность счетчика глубины приборов.
- Большая скорость спуска приборов.

3.4 Обрыв геофизических кабелей в скважине.

Если каротажный кабель или скважинный прибор освободить от прихвата не удастся, их обрывают.

Обрыв каротажного кабеля следует осуществлять:

при прихвате скважинного прибора - лебедкой каротажного подъемника или буровой лебедкой; при прихвате каротажного кабеля - только буровой лебедкой.

До начала работ по обрыву каротажного кабеля при помощи лебедки подъемника необходимо хорошо укрепить автомашину подъемника, чтобы при максимальном натяжении каротажного кабеля до его обрыва автомобиль не мог повернуться или съехать по направлению к скважине. Постановки автомобиля на тормоза и включения коробки скоростей совершенно недостаточно. Под колеса автомобиля, как задние, так и передние, необходимо подложить специальные тормозные колодки. Затем следует проверить крепление подвешного ролика или блок-баланса. После этого можно начать натягивать каротажный кабель, предварительно удалив на безопасное расстояние людей.

Натягивать каротажный кабель для обрыва нужно на малой скорости и в несколько последовательных приемов.

Натяжение лебедкой каротажного подъемника прекратить при врезании витков верхнего слоя каротажного кабеля в нижний, после чего следует перейти на талевый блок буровой установки.

Обрыв кабеля буровой лебедкой осуществляют в следующей последовательности:

- кабель на барабане лебедки ослабляют до свободного веса;
- на столе ротора (фланце обсадной колонны) кабель закрепляют с помощью двух струбцин: одной (основной) на столе ротора, второй (страховой) на расстоянии 0,5-0,7 м от первой; струбцины должны быть испытаны на нагрузку в три раза превышающую разрывное усилие кабеля, периодичность испытаний - раз в два года, а также после каждого применения ;
- с барабана лебедки подъемника сматывать количество кабеля, по длине равное двухкратной высоте подъема талевого блока буровой лебедки;
- убрать подвешной и оттяжной ролик или блок-баланс.

Закрепив каротажный кабель на крюке талевого блока, запустить в ход буровую лебедку и медленно начинать поднимать талевый крюк. Во время подъема на мостках буровой не должны находиться люди, кроме бурильщика у тормоза бурового станка. Оборванный кусок каротажного кабеля намотать на лебедку. Намотку осуществлять с определением длины извлекаемого кабеля.[3]

3.5 Ловильный инструмент

Оборудование для ловильных работ при обрыве геофизических кабелей в скважине.

Под ловильными работами понимают совокупность операций, необходимых для освобождения ствола скважины от посторонних предметов до возобновления в нем бурения. ловильный инструмент. Для ловильных работ используют специальные (ловильные) инструменты самых различных типов назначений. Остановимся на одном из них.

Удочку («ерш»)

Используют для извлечения оставленного в скважине стального каната и каротажного кабеля. Удочку изготавливают наваркой крючков на стержень или на метчик в шахматном порядке или же из обсадной трубы, на теле которой делаются вырезы, загибающиеся внутрь. Диаметр (внешний) зева крючка обычно на 52 - 50 мм меньше диаметра скважины. Ловильные удочки подразделяются на нешарнирные и шарнирные. [3]

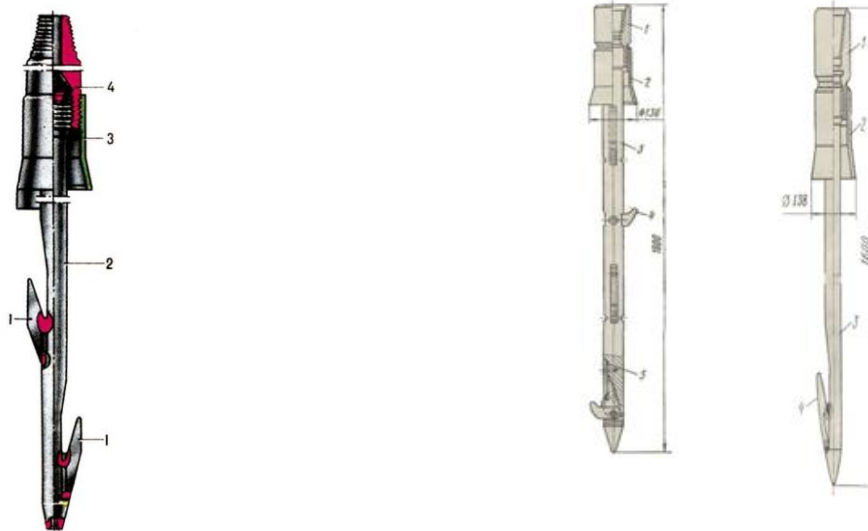


Рисунок 10 – Шарнирные и нешарнирные улавливатели

При образовании в скважине слишком плотных клубков (сальник) каната, то спускают ерш, вращением которого при небольших нагрузках удастся

ослабить спрессованный клубок. Ерш захватывает и вносит куски (1 - 70 м) оборванного каната.

Удочки - это инструмент для ловли и извлечения из скважин насосных штанг, тартального каната, каротажного кабеля, желонки и мелких предметов.

Нешарнирные удочки УОЫ168, УК1-168, УООШ-168 и УОШ-168 предназначены для ловли и извлечения из скважин тар-тальных канатов диаметром 19 мм и менее, а также каротажных кабелей диаметрами не более 22 мм.

Удочки представляют собой стержни 3 круглого сечения с приваренными крючками 4 специальной формы.

На верхнем конце стержня нарезана резьба левого направления для ввинчивания переводной муфты 1, имеющей резьбу замка бурильных 89-мм труб для ввинчивания удочки. На нижний конец переводной муфты навинчивается воронка 2, служащая направлением и одновременно

ограничителем входа стержня в клубок спутанного каната или кабеля.

3.6 Алгоритм действия буровой бригады при обрыве кабеля

При обрыве каната или кабеля бурильщик должен уведомить мастера, а при отсутствии его -- руководство предприятия об аварии. Работы по ликвидации аварии ведутся буровым мастером под руководством старшего инженера (мастера) по сложным работам или главного (старшего) инженера предприятия. Если на буровой присутствует несколько руководящих работников, то ответственным является старший по должности, через которого мастеру передаются указания по ликвидации аварии:

Перед спуском ловильного инструмента в скважину буровой мастер составляет эскиз общей его компоновки и ловильной части с указанием основных размеров. Из спускаемой колонны удаляют переводники с уменьшенными площадями сечения проходных. Все ловильные инструменты должны иметь ограничители с наружным диаметром, равным диаметру шаблона для данной экс.колонны. Каждый спуск ловильного инструмента следует

контролировать по индикатору веса (ГИВ, ИВЭ). По достижении в скважине каната или кабеля нагрузку на инструмент доводят до 1 - 3 т при одновременном его вращении для обеспечения навивки вокруг его ловимого каната или кабеля. Перед проведением ловильных работ проверяют состояние талевого каната и спускоподъемного оборудования, а также крепление штропа вертлюга в зеве крюка.

Все замковые соединения бурильной колонны и соединения частей ловильного инструмента крепятся машинными, или автоматическими ключами.

При подъеме ловильного инструмента с извлекаемым предметом развинчивание замковых соединений необходимо выполнять без вращения подвешенной на роторе колонны ключами АКБ, машинными ключами, с последующим развинчиванием вручную.

Работы по подъему из скважины кабеля необходимо вести в районе его головы. При этом следует учитывать тот факт, что фактическое нахождение головы кабеля может оказаться выше предполагаемого. [4]

Вывод

В данной работе мы рассмотрели ловильные работы по извлечению каротажного кабеля из скважины. Исходя из этого мы делаем вывод:

Для ловли и извлечения из скважин тартальных канатов диаметром 19мм и менее, а так же каротажных кабелей диаметрами не более 22мм

Целесообразно использовать нешарнирные удочки типа: УОШ68, УК1-168, УООШ-168 и УОШ-168

При образовании в скважине слишком плотных клубков (сальник) каната, то спускают ерш, удочку ловильную для извлечения кабеля :типа ПИКН, ПЩ вращением которых при небольших нагрузках удастся ослабить спрессованный клубок. Ерш захватывает и выносит куски (1 - 70 м) оборванного кабеля.

Для определенных видов работ нужен специальный ловильный инструмент, что позволяет быстро и качественно устранить аварию.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Цауне Николаю Алексеевичу

Школа	ИШПР ТПУ	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения. 2</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>научных исследований</i>

	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. <i>Организационная структура управления организацией</i> 2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i> 3. <i>Нормативная карта</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Цауне Николай Алексеевич		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Краткая характеристика предприятия «Газпромнефть-Восток»

4.1.1 Основные направления деятельности нефтяной компании «Газпромнефть-Восток»

ООО «Газпромнефть - Восток» является дочерним предприятием ОАО «Газпромнефть» по добыче нефти и газа.

Основные виды деятельности

Согласно ст.2 (2.12) Устава Общества, основными видами деятельности Общества являются осуществление операторских услуг по следующим основным направлениям:

- Добыча нефти и газа
- Капитальное строительство
- Бурение

Также предусматривает другие виды деятельности:

- Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа
- Транспортирование по трубопроводам нефти
- Транспортирование по трубопроводам нефтепродуктов
- Транспортирование по трубопроводам газа
- Хранение и складирование нефти и продуктов ее переработки
- Хранение и складирование газа и продуктов его переработки
- Хранение и складирование прочих грузов
- Геологоразведочные, геофизические и геохимические работы в области

изучения недр

- Топографо - геодезическая деятельность

4.1.2 Организационная структура управления предприятием

Органами управления Общества являются:

Генеральный директор

Организационная структура данного предприятия представлена в приложении Б. Из структуры можно сделать вывод о том, что данное предприятие достаточно крупное. В подчинении у Генерального директора находятся:

- Директор по экономике и финансам (руководит Службой главного бухгалтера, Планово - бюджетным управлением, Казначейством (отдел проведения платежей), Отделом финансового контроля)

- Главный геолог - заместитель генерального директора (руководит Управлением геологии и контроля за разработкой месторождений, Управлением технологий добычи нефти)

- Начальник управления по бурению - заместитель генерального директора (руководит Управлением строительства и ремонта скважин)

- Главный инженер - первый заместитель генерального директора (в подчинении следующие службы: Центральная инженерно-технологическая служба, Управление эксплуатации объектов нефтедобычи, Управление подготовки нефти и газа, Управление капитального строительства, Служба главного механика, Управление энергоснабжения и тепловодоснабжения, Служба главного метролога, Производственно-технический отдел)

- Директор по обеспечению производства (руководит следующими отделами: Управление материально - технического обеспечения, Отдел автоматизаций, связи и информационных технологий)

- Начальник управления кадровой политики - заместитель генерального директора (в подчинении находятся Управление кадровой политики, Отдел административно - хозяйственного и социально - бытового обеспечения)

- Начальник управления по режиму и охране - заместитель генерального директора (руководит Управлением по режиму и защите информации, Юридическим отделом, Управлением промышленной, пожарной безопасности и охраны окружающей среды, Маркшейдерским отделом, Управлением имущественных отношений, Тендерным комитетом)

Служба главного бухгалтера в ООО «Газпромнефть-Восток» включает отдел учета основных средств и инвестиций, отдел учета реализации и затрат, налоговый отдел, отдел учета материально - технических ресурсов, отдел учета расчетов с персоналом.

4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

По результатам расчетов приведенных в этом разделе составляется нормативная карта.

Таблица 44 - Исходные данные для расчета нормативной карты:

Наименование скважины	нефтяная
Проектная глубина, м:	2770
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	Турбинный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 377 мм на глубину 50 м
- кондуктор	d 273,1 мм на глубину 750 м
- эксплуатационная	d 177,8 мм на глубину 2680 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950
производительность, л/с:	
- в интервале 0-50м	59,04

Продолжение таблицы 44

- в интервале 50-750м	46,08
- в интервале 750-2770м	25,34
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 229мм – 12м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 750-2770 м	ДГР-195М.9/10.42
- при отборе керна	К 212,7/80 «М»
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-50 м	127'10
- в интервале 50-750 м	127'10
- в интервале 750-2770 м	127'10
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-50 м	GRD111-444.5
- в интервале 500-750 м	GRDP625-349,2
- в интервале 750-2680 м	FD616SM-222.3
- в интервале 2615-2655 м	БИТ212,7

Расчет нормативного времени по операциям представлен в Приложении В.

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице 45.

Таблица 45 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	59468,65
Крепление скважины	117119,7
Итого по главе 3	176588,4
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844

1	2
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	19322,1
Итого по главе 5	19322,1
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764,1
Итого по главам 1-6	437043,6
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	71675,15
Итого по главе 7	71675,15
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	69984,01
Итого по главе 8	69984,01
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	43537,86

1	2
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	27447,78 17036,55
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	284,1486 4771
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	
Топографо-геодезические работы	
Скважины на воду	
Итого по главе 9	93077,34685
Итого по главам 1-9	1039552,6
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	2079,11
Итого по главе 10	2079,11
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательные работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	52312,6
Итого по главе 12	52312,6
Итого по сводному сметному расчету	1098564,31
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	224326831,5 40378829,66
НДС 18%	264705661,1

1	2
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	52312,6
Итого по главе 12	52312,6
Итого по сводному сметному расчету	1098564,31
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2 НДС 18%	224326831,5 40378829,66 264705661,1
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	

4.3 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (16)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2770/89,45 = 30,96 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H / (T_M + T_{\text{спо}}), \quad (17)$$

где $T_{\text{спо}}$ - время спускоподъемных операций, ч.

$$V_p = 2770 / (56,13 + 84,45) = 19,7 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (18)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2770 \cdot 720 / 199,66 = 9989 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H / p, \quad (19)$$

где p - количество долот.

$$h_d = 2570 / 6,96 = 369 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - P_n) / H, \quad (20)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, руб;

P_n – плановые накопления, руб.

$$C_{clm} = (264705661,1 - 69984,01) / 2770 = \mathbf{81010,29119}$$

руб

Результаты расчетов сводим в таблицу 39.

Таблица 46 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2770
Продолжительность бурения, сут.	8,9
Механическая скорость, м/ч	30,96
Рейсовая скорость, м/ч	19,7
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9989
Проходка на долото, м	381
Стоимость одного метра	81010,29

4.4 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 2:

Таблица 47 - Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	1
помощник бурового мастера	3
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4
слесарь 5 разряда	2
лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в приложении Г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Цауне Николаю Алексеевичу

	ИШПР		Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2680 метров на газовом месторождении ХМАО
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>1 Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровней шума; - превышение уровня вибрации; - тяжесть физического труда; - повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися; -отклонение показателей климата в помещении; -недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; - утечки токсических и вредных веществ в рабочую зону. -превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений; <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; -- --- -расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); - электрический ток; -статическое электричество; -острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; - пожароопасность;

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – 	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу , гидросферу , литосферу. Разрушение плодородного слоя, загрязнение почвы, загрязнение водоемов, загрязнение недр, мероприятия по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – 	<p>Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения Наиболее вероятным ЧС на объекте являются: возгорание, взрыв, подтопление, выброс. Действия при пожаре.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – 	<p>Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности на буровой площадке, а также контроль за исправностью работы в помещении</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Цауне Николай Алексеевич		

5 Социальная ответственность

Введение

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

5.1. Производственная безопасность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в Приложении Д.

5.2. Экологическая безопасность

Экологическая безопасность - допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека. Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды и биосферы, охватывающая верхние разрезы гидросферы, в которую входят четыре важнейших компонента: горные породы (вместе с почвой), подземные воды (вместе с жидкими углеродами), природные газы и микроорганизмы, постоянно находящиеся во взаимодействии, формируя в естественных и нарушенных условиях динамическое равновесие.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими: неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок; планировка буровых площадок; нерациональное использование земельных участков под буровые установки; несоблюдение правил и требований. При

проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу; не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест; не допускается загрязнение участка проведения работ;

для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности;

установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ;

ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой. С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижения вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины - тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов. По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

5.3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС)—обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой

человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Источник ЧС - Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко.

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий. Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях: В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (территория г. Томск) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью.

5.4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие

на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины на примере газового месторождения в Ханты-мансийском автономном округе. Были изучены и рассчитаны на практике следующие аспекты бурения: поинтервальный расчет обсадных колонн, их спуск и процесс цементирования, режимы и параметры бурения, выбор породоразрушающего инструмента, подбор и выбор соответствующего оборудования для отбора керна, расчет соответствующих компонентов для приготовления оптимальных технологических жидкостей для оптимизации процесса бурения. Помимо этого, был выполнен выбор технологий, методов и оборудования, которые наиболее экономически эффективны при заканчивании скважины в заданных условиях. Был произведен экономический расчет эффективности технологических решений применяемых при разработке данного месторождения. В социальной части данной работы были рассмотрены вопросы соответствия требованиям производственной и экологической безопасности.

Список используемой литературы

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. - 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. - 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. - 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирование эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Оборудование для цементирования скважин [Электронный ресурс] / ООО «Южная нефтегазостроительная компания»; Электрон.дан. - Краснодар: Южная нефтегазостроительная компания, 2018. URL: <http://www.ungmk.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 07.03.2018 г.
12. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / ООО «Промперфоратор»; Электрон.дан. - Самара: Промперфоратор, 2018. URL:

<http://www.promperforator.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 14.03.2018 г.

13. Геофизический сервис и приборостроения [Электронный ресурс] / АО «Башнефтегеофизика»; Электрон.дан. - Уфа: Башнефтегеофизика, 2018. URL: <http://www.bngf.ru>, свобод. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 15.03.2018 г.

14. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон.дан. – Актобе: KASC, 2018. URL: <http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 25.03.2018 г.

15. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ - Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 01.03.2018 г.

16. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru> свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.02.2018 г.

17. ПО «Бурсофтпроект» - инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76с.

18. Буровые долота Смит Битс. Новые технологии и решения: Информационный материал / Компания «Шлюмберже». – Красноярск, 2015. - 215с.

19. ПБ 08-624-03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. - М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с. 20. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99с.

20. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109с.

21. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16с.
22. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11с.
23. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49с.
24. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7с.
25. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23с.
26. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31с.
27. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с.
28. ГОСТ 12.4.026-2015. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 81с.
29. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7с.

Приложение А

(Обязательное)

Потребное количество бурового раствора и химических реагентов

Направление		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м^3 . от
Интервал бурения, м.						
от	до					
0	50	50	444,5	-	1,3	0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,72$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 6,74$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,25$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 25,12$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 32,83$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 12,56$
Кондуктор		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м^3 . от
Интервал бурения, м.						
от	до					
50	750	700	349,2	359,2	1,3- 1,25	50
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 7,91$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 59,47$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,5$

Объем раствора в конце бурения интервала	$V_2 = 265,4$
Общая потребность бурового раствора на интервале:	$V_{бр} = 260,48$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала	$V_{перев1} = 12,56$
Объем раствора к приготовлению:	$V_{2'} = 209,5$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал	$V_{перев2} = 94,8$

Таблица А.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2770 м

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала , м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³. от
от	до					
750	2560	1810	222.3	258.9	1,25	750
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =13,73
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 62,34
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} = 9,05
Объем раствора в конце бурения интервала						V _з = 96,13
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =288,4
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} = 94,8
Объем раствора к приготовлению:						V _{з'} = 193,6
Экспл. колонна Интервал бурения, м.						Длина интервала, м.
от		до 210	222.3	258.9	1,25	2560
2560	2770					

Расчет ные потери бурово го раство ра при фильтр ации	$V_{\text{фил}}$ =1,46		165,1	-	1,25	Расчетные потери бурового раствора при фильтрации
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 7,23$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 1,05$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 106,38$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 319,1$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перевз}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_4' = 319,1$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.						Длина интервала, м.

Приложение Б

(Обязательное)

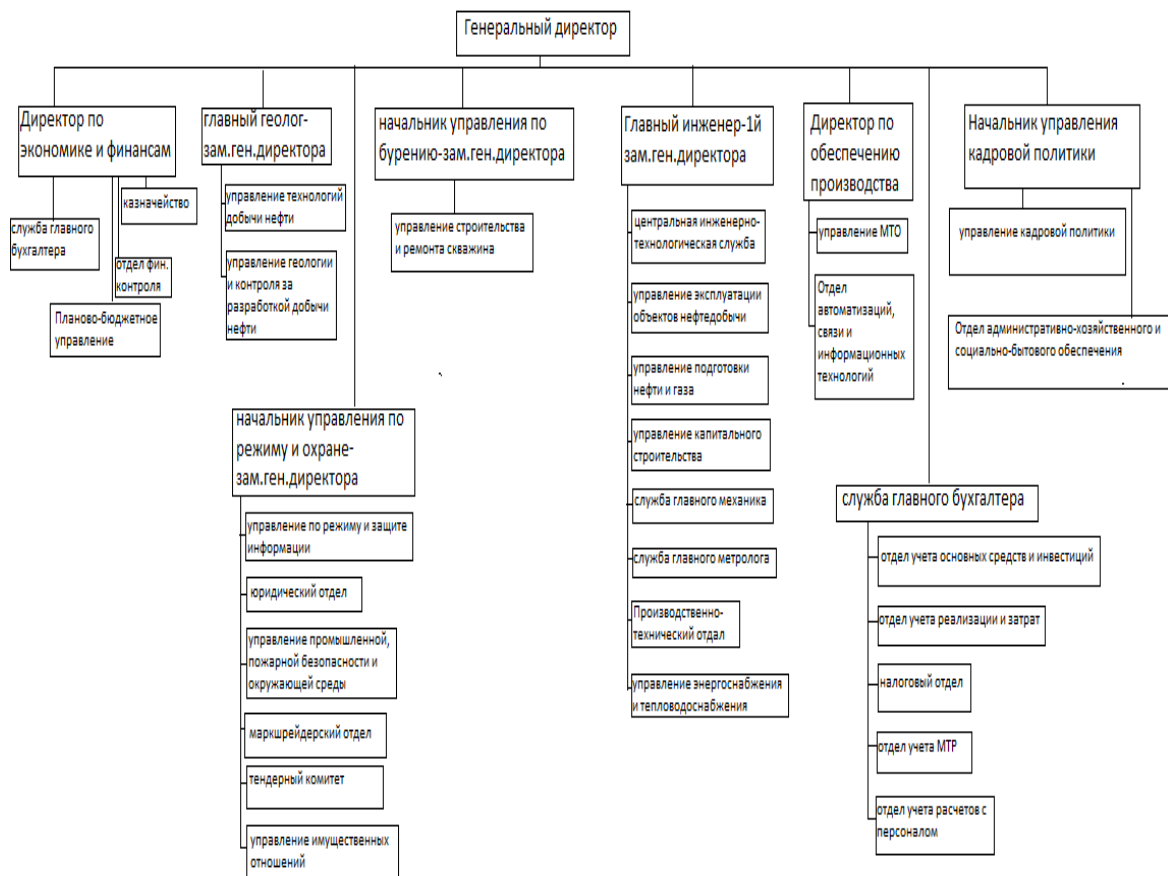


Рисунок – Б1. Организационная структура «Газпромнефть Восток».

Приложение В

(рекомендуемое)

В.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на интервалы бурения, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 57.

Таблица В.1 - Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	50	0,025	470
2	50	750	700	0,025	820
3	750	2770	2020	0,035	320

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T \cdot H, \quad \text{В.1}$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H - количество метров в интервале, м

Для направления:

$$N = 50 \cdot 0,025 = 1,25 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице В.2.

Таблица В.2 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,025	1,25
700	0,025	17,5
2020	0,035	70,7
Итого		89,45

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / П, \quad (В.2)$$

где $П$ - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 50 / 470 = 0,11$$

Для кондуктора:

$$n = 700 / 820 = 0,85$$

Для ЭК:

$$n = 2020 / 320 = 6,31;$$

Результаты расчета сведены в таблицу В.3.

Таблица В.3 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	n
50	470	0,11
700	820	0,85
2020	320	6,31
Итого на скважину		7,27

В.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (В.3)$$

где $n_{сно}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице В.6.

Таблица В.6 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на	номер	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-50	349,5	470	11	24	0-50	0,0119	0,595
II	50- 750	243	820	12	32	50-100	0,0120	0,6
						100-200	0,0131	1,31
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0156	1,56
						700-750	0,0157	0,57
ИТОГО								9,89
III	750- 2680	165,1	320	12	32	750-800	0,0157	0,785
						800-900	0,0158	1, 58
						900-1000	0,0164	1,64
						1000-1100	0,0175	1,75
						1100-1200	0,0186	1,86
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0191	1,91
						1400-1500	0,0197	1,97
						1500-1600	0,0208	2,08
						1600-1700	0,0228	2,28
						1700-1800	0,0231	2,31
						1800-1900	0,0238	2,38

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на	номер	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
						1900-2000	0,0244	2,44
						2000-2100	0,0247	2,47
						2100-2200	0,0250	2,5
						2200-2300	0,0253	2,53
						2300-2400	0,0254	2,54
						2400-2500	0,0256	2,56
						2500-2600	0,0264	2,64
						2600-2700	0,0276	2,76
						2700-2770	0,0278	2,78
								45,465
Итого								56,13

В.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад, составляет 1 мин. Нормативное время составит:

кондуктор: $3 \cdot 1 = 3$ мин;

эксплуатационная колонна: $8 \cdot 1 = 8$ мин.

В.1.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но

не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления-3-4 ч, кондуктора -10 ч, эксплуатационной колонны - 22 ч.

5.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и эксплуатационной колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Наворачивание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (B.4)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , и ведущая труба 24(м) и переводника 1(м)

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n, \quad (\text{B.5})$$

Для направления:

$$L_T = 40 - 25 = 15 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (\text{B.6})$$

где l_c - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 15 / 24 = 0,45 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 0,45 \cdot 2 + 5 = 5,9 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 750 - 10 = 740 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 740 - 25 = 715 \text{ м}$$

$$N = 715 / 24 = 29,8 \approx 30 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 30 \cdot 2 + 5 = 65 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2770 - 10 = 2760 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2760 - 25 = 2735 \text{ м}$$

$$N = 2735 / 24 = 113,9 \approx 114$$

$$T_{\text{конд.}} = 114 \cdot 2 + 5 = 233 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 5,9 + 65 + 227 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 495,9 \text{ мин} = 8,265 \text{ ч}$$

В.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

В.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

В.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 145,5 часов или 6,06 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $145,5 \times 0,066 = 9,6 \text{ ч}$.

Общее нормативное время проводки скважины составляет $145,5 + 9,6 + 25 = 180,1 \text{ ч} = 7,5 \text{ суток}$.

Таблица В5 - Нормативная карта вертикальной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	GRD111- 444.5	470	0,11	0-50	50	0,025	1,25	0,595	1,845
итого			0,11		50		1,25	0,595	1,845
Бурение под кондуктор	GRDP625- 349,2	820	0,85	50-750	700	0,025	17,5	9,89	27,49
Итого			0,96		750		18,75	10,485	29,335
Бурение под эксплуатационную колонну	FD616SM- 222.3	320	6,31	750-2770	2020	0,035	70,7	45,465	116,165
Всего			7,27		2770		89,45	55,95	145,5

Продолжение таблицы В.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление:									
- направления									3,76
- кондуктора									17,0
- эксплуатационная									33,4
Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			15						0,15
- эксплуатационная			56						0,88
ОЗЦ:			-						
-направление									5,0
-кондуктора									11,0
- эксплуатационной									21,0
Разбуривание цементной пробки (10 м)									
-направление				40-50					
-кондуктор				740-750					1,94
- эксплуатационная колонна				2760-2770					2,32
Промывка скважины (1 цикл)									6,42
-направление									0,02
-кондуктор									0,12
- эксплуатационная									0,52
Спуск и подъем при ГИС									5,89

Продолжение таблицы В.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									262,57
Ремонтные работы (3,3 %)									8,66
Общее время на скважину									296,23

В.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважин

В.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле:

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (B.6)$$

$$T_{np} = 145,5 \cdot 1,07 = 155,685$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p} \quad (B.7)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице В.6.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице В.7.

Таблица В.6– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	1,845	1,97	0,08
кондуктор	27,49	29,41	1,23
Эксплуатационная колонна	116,165	124,3	5,18
Крепление:			
направление	3,76		
кондуктор	17,0	4,02	0,17
эксплуатационная колонна	33,4	18,19	0,76
Итого	199,66	213,64	8,9

Таблица В.6 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,08	11,0552	1,23	169,9737	5,18	715,8242
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,08	6,368	1,23	97,908	5,18	412,328

Продолжение таблицы В.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,08	2,2136	1,23	34,0341	5,18	143,3306
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,08	0,6032	1,23	9,2742	5,18	39,0572
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,08	80,912	1,23	1244,022	5,18	5239,052
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,08	9,1232	1,23	140,2692	5,18	590,7272

Продолжение таблицы В.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,08	0,556	1,23	8,5485	5,18	36,001
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,08	126,432	1,23	1943,89 2	5,18	8186,472
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,2 9	-	-	-	-	1,23	1049,54 7	5,18	4420,042

Продолжение таблицы В.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,08	1,2896	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,6 2	4	986,48	-	-	1,23	303,342 6	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,3 5	-	-	-	-	-	-	5,18	1918,413

Продолжение таблицы В.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,08	1,8576	1,23	28,5606	5,18	120,2796
Плата за подключенную мощность, сут	138,8 9	4	555,56	0,08	44,4448	1,23	683,338 8	5,18	2877,801
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-		
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,8 4	-	-	0,08	8,0672	1,23	124,033 2	5,18	522,3512
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,08	0,712	1,23	10,947	5,18	46,102
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,08	10,8544	1,23	166,886 4	5,18	702,8224

Продолжение таблицы В.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,08	32,128	1,23	493,968	5,18	2080,288
Транспортировка вагон- домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	1,23	-	-	-
Амортизация вагон- домиков 7 шт, сут	169,2 9	4	677,16	0,08	54,1728	1,23	832,906 8	5,18	3507,689
Содержание станции геолого- технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,08	1,1936	1,23	18,3516	5,18	77,2856
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-

Продолжение таблицы В.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-
Биолуп LVL, т	324,7 4	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-		
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,78 7	1,4	45,444

Продолжение таблицы В.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		8266,35	1803,203	10033,7 8	32467,5 3				
Затраты зависящие от объема работ									
349,5 МТН115М-ГВУ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-

Продолжение таблицы В.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
243 FD519S	1379, 7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
165,1 FD713MH	1028, 4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ –	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета	0	169,944	747,883	5979,95 1					

Продолжение таблицы В.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
транспортировки вахт, руб									
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266, 35	1973,14 7	10781,67	38447,4 8					
Всего по сметному расчету, руб	59468 ,65								

Таблица В.7- Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,17	23,4923	0,76	105,0244	1,49	205,9031

Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, эксл. бурение), сут	19,9	0,17	3,383	0,76	15,124	1,49	29,651
---	------	------	-------	------	--------	------	--------

Продолжение таблицы В.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,17	4,7039	0,76	21,0292	1,49	41,2283
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,17	1,2818	0,76	5,7304	1,49	11,2346
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, эксл. бурение), сут	252,86	0,17	42,9862	0,76	192,1736	1,49	376,7614
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,17	4,8467	0,76	21,6676	1,49	42,4799
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,17	1,1815	0,76	5,282	1,49	10,3555

Продолжение таблицы В.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,17	223,89	0,76	1000,92	1,49	1962,33
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,17	232,56	0,76	1039,68	1,49	2038,32
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,17	71,298	0,76	318,744	1,49	624,906
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,17	23,6113	0,76	105,5564	1,49	206,9461
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,17	17,1428	0,76	76,6384	1,49	150,2516
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,17	1,513	0,76	6,764	1,49	13,261

Продолжение таблицы В.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,17	17,068	0,76	76,304	1,49	149,596
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,17	28,7793	0,76	128,6604	1,49	252,2421
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,17	3,128	0,76	13,984	1,49	27,416
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,17	1,1815	0,76	5,282	1,49	10,3555
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-273, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-194, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-127, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-194/15, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-
Центратор ЦЦ-127/54, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦОКДМ-273, шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-

Продолжение таблицы В.7

1	2	3	4	5	6	7	8
ЦКОДМ-194, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-127, шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПП-273, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-194, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-127, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер заколонный ПГП-127	590,9		-	-	-	1	590,9
Головка цементирующая ГЦУ-273	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-194	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-127	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		4969,423	6971,982	9953,93			
Обсадные трубы 273х9,5, м	37,21	30	1116,3	-	-	-	-

Продолжение таблицы В.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Обсадные трубы 194х7,9, м	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 127х8, м	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
Обсадные трубы 127х8,9, м	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348

Продолжение таблицы В.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб							

Продолжение таблицы В.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985	22742,0521	70653,34566				
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	6798,421	29714,03	80607,28				
Всего по сметному расчету, руб	117119,7						

Приложение Г

Таблица Г.1 - Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Линейно-календарный график работ.												
Команда бригады, участвующие в строительстве скважины	Исходные данные атраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
										0	1	2
Вышко монтажные работы												
Буровы е работы												
Освоен ие												

Приложение Д

(рекомендуемое)

Таблица Д.1 - Опасные и вредные факторы при работе с буровым оборудованием

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Обслуживание Буровых Установок	1. Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе. 2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (попутный газ, сероводород). 3. Повышение уровней шума; 4. Повышение уровней вибрации. 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1. Биологические: вирусы переносимые насекомыми, дикие животные. 2. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. 4. Электрический ток. 5. Механические травмы. 6. Пожары. 7. Взрывы.	МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» МР 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года»

			СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение ГОСТ 12.1.008- 76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования
--	--	--	---

Продолжение таблицы Д.1			
1	2	3	4
			ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 12.1005- 88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно- гигиенические требования» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ

			<p>«Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»</p> <p>ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности»</p>
--	--	--	---

